

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров

« 04 » 12 2020 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти

(СИКН) ООО «Благодаров-Ойл» при ДНС-1 ЦДНГ-2

ЗАО «Предприятия Кара-Алтын»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0533-20 МП

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Давыдова Е.Н.,
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ООО «Благодаров-Ойл» при ДНС-1 ЦДНГ-2 ЗАО «Предприятия Кара-Алтын» (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п. 6.1);
- 1.2 Проверка наличия документации на СИКН (п. 6.2);
- 1.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН (п. 6.3);
- 1.4 Опробование (п. 6.4);
- 1.5 Определение относительной погрешности измерительного канала массы и массового расхода нефти (п.6.5);
- 1.6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 6.6);
- 1.7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 6.7).

Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда (установки поверочные передвижные с расходомерами) (далее по тексту – ПУ) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1$ %.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые: в области охраны труда и промышленной безопасности:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;

– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ; в области пожарной безопасности:

– СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

– «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. №903н;

– ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

– Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

3.2 При использовании передвижной ПУ для её технологической обвязки с СИКН, используют оборудование, имеющее соответствующие разрешительные документы на его применение и свидетельство о гидроиспытаниях с действующим сроком.

3.3 Средства измерений и электрооборудование, установленные на технологической части СИКН и на ПУ, имеют взрывозащищенное исполнение и обеспечивают уровень взрывозащиты, соответствующий классу зоны В-1а, вид взрывозащиты - по категории взрывоопасной смеси соответствует группе ТЗ по ГОСТ Р 51330.0 (МЭК 60079-0).

3.4 К средствам поверки, установленным на технологической части и требующим обслуживания при поверке, обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы, площадки и переходы, соответствующие требованиям безопасности.

3.5 Управление средствами поверки выполняют лица, прошедшие соответствующее обучение и допущенные к эксплуатации перечисленного оборудования на основании проверки знаний.

3.6 К проведению поверки допускают лиц, аттестованных в качестве поверителя, изучивших эксплуатационную документацию на средства поверки, настоящую инструкцию, и прошедших инструктаж по технике безопасности.

3.7 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, препятствующих нормальному ходу работ, поверку прекращают.

4 Условия поверки

4.1 При проведении определения относительной погрешности (ОП) ИК массы и массового расхода нефти (далее по тексту – ИКМ) соблюдают следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С от минус 40 до плюс 50;

- температура измеряемой среды, °С от минус 10 до плюс 70;

- относительная влажность воздуха, % от 30 до 80;

- атмосферное давление, кПа от 86 до 106.

ОП ИКМ проводят в трех точках рабочего диапазона расхода, установленного на СИКН:

$$Q_{\max}, \quad (1.1)$$

$$0,5 \cdot (Q_{\max} + Q_{\min}), \quad (1.2)$$

$$Q_{\min}, \quad (1.3)$$

где Q_{\max} и Q_{\min} – соответственно максимальный и минимальный расход, т/ч.

Отклонение расхода жидкости от указанных значений: не более 5%.

4.2 Также при проведении поверки СИКН соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовку к поверке СИКН проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Перед проведением поверки СИКН выполняют следующее:

- проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки на все средства поверки;
- проверяют правильность монтажа средств поверки и СРМ;
- подготавливают средства поверки согласно указаниям технической документации.

5.2 Перед проведением ОП ИКМ выполняют следующие подготовительные работы:

5.2.1 Соединяют ИКМ с ПУ в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на ПУ.

5.2.2 Подготавливают к работе и проверяют работоспособность ИКМ.

5.2.3 Подготавливают к работе ПУ в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на ПУ.

5.2.4 Проверяют герметичность системы, состоящей из ИКМ, ПУ, задвижек и трубопроводов.

5.2.5 Устанавливают расход $Q = 0,5 \cdot (Q_{\max} + Q_{\min})$.

5.2.6 Проверяют отсутствие течи жидкости. Если в течении 10 минут не наблюдалось течи или капель жидкости через фланцевые, резьбовые, сварные соединения и сальники, систему считают герметичной.

5.2.7 Проверяют отсутствие газа (воздуха) при рабочем расходе в ПУ открытием крана, расположенного в верхней точке трубопровода ПУ.

5.2.8 Проводят установку нуля эталонного счетчика расходомера массового Micro Motion (далее по тексту – ЭСРМ) и счетчика расходомера массового Micro Motion (далее по тексту – СРМ), входящего в ИКМ, соблюдая следующие условия:

- до установки нуля ЭСРМ и СРМ находятся во включенном состоянии не менее 30 минут;
- при установке нуля система заполнена жидкостью;
- клапаны после ЭСРМ и СРМ закрыты и проверены на отсутствие протечек;
- после закрытия клапанов выдерживают не менее одной минуты для успокоения жидкости в датчиках и при необходимости устраняют причины возникновения движения жидкости в датчиках.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Проверка наличия документации на СИКН.

Проверяют наличие действующих результатов поверки, и (или) действующего знака поверки, и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки у СИ, поверка которых проводится в соответствии с методиками поверки, утвержденными при утверждении типа данных СИ, кроме счетчиков-расходомеров

массовых Micro Motion (Регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 45115-16) и счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF (Регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 13425-06).

Сведения результатов проверки заносят в таблицу А.1 Приложения А методики поверки СИКН.

6.3 Подтверждение соответствия ПО СИКН.

6.3.1 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места АРМ «Сфера» (далее по тексту – АРМ оператора).

Идентификационные данные АРМ оператора представлены в правом нижнем углу мнемосхемы рабочего и резервного автоматизированного рабочего места оператора.

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в таблицу А.2 протокола поверки (Приложение А).

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО измерительно-вычислительных контроллеров OMNI-3000/6000 (далее по тексту - ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК (рабочего и резервного) необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На клавиатуре ИВК нажимают кнопку «Статус», затем «Ввод». На дисплее ИВК появятся данные в виде списка. Нажимая на кнопку «↓», перемещаются вниз до строк «Revision No» и «FLASH Checksum». В строке «Revision No» указан номер версии (идентификационный номер) ПО. В строке «FLASH Checksum» указан цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода), рассчитанный по алгоритму CRC16.

Отображенные идентификационные данные ПО ИВК заносят в таблицу А.3 протокола поверки (Приложение А).

6.3.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.п. 6.3.1 и 6.3.2 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.4 Опробование.

При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКН (двухчасового или сменного).

Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКН.

6.5 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти.

6.5.1 Определение ОП ИКМ проводят комплектным способом с применением ПУ.

При определении ОП ИКМ выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (п.п. 6.5.2);
- опробование (п.п. 6.5.3);
- определение МХ ИКМ (п. 6.5.4).

6.5.2 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести ОП ИКМ;
- соответствие комплектности СРМ его технической документации;
- читаемость и соответствие требованиям эксплуатационной документации

надписей и обозначений.

6.5.3 Опробование.

Опробование ИКМ проводят в комплекте с ПУ.

Изменяют расход жидкости в пределах рабочего диапазона измерений. Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении/уменьшении расхода жидкости соответствующим образом изменялись на дисплее СРМ и на дисплее ПУ.

6.5.4 Определение МХ ИКМ.

6.5.4.1 МХ ИКМ определяют при значениях расхода жидкости, указанных в п. 4.1 настоящей методики поверки.

Последовательность определения МХ выбирают как от меньших значений расхода к большим, так и от больших к меньшим.

Коэффициент преобразования СРМ, входящего в ИКМ, по импульсному выходу $K_{\text{пмр}}$, имп/т, вычисляют по формуле

$$K_{\text{пмр}} = \frac{f_{\text{рmax}} \cdot 3600}{Q_{\text{рmax}}}, \quad (2)$$

где $f_{\text{рmax}}$ – частота выходного сигнала СРМ, соответствующая $Q_{\text{рmax}}$, Гц;

$Q_{\text{рmax}}$ – максимальный расход СРМ, т/ч.

Коэффициент преобразования ЭСРМ, входящего в состав ПУ, по импульсному выходу $K_{\text{пмэ}}$, имп/т, вычисляют по формуле

$$K_{\text{пмэ}} = \frac{f_{\text{эmax}} \cdot 3600}{Q_{\text{эmax}}}, \quad (3)$$

где $f_{\text{эmax}}$ – частота выходного сигнала ЭСРМ, соответствующая $Q_{\text{эmax}}$, Гц;

$Q_{\text{эmax}}$ – максимальный расход ЭСРМ, т/ч.

Для каждого значения расхода жидкости измеряют массу жидкости СРМ, входящим в ИКМ, и ЭСРМ, входящим в состав ПУ.

Если используют один ЭСРМ, то массу жидкости $M_{\text{эij}}$, т, измеренную ЭСРМ, определяют по формуле

$$M_{\text{эij}} = \frac{N_{\text{э1ij}}}{K_{\text{пмэ1}}}, \quad (4)$$

где $N_{\text{э1ij}}$ – количество импульсов отсчитанное ИВК с ЭСРМ при i-м измерении в j-й точке расхода, имп.

Если используют два ЭСРМ, включенных параллельно, массу жидкости $M_{\text{эij}}$, т, измеренную ЭСРМ, определяют по формуле

$$M_{\text{эij}} = \frac{N_{\text{э1ij}}}{K_{\text{пмэ1}}} + \frac{N_{\text{э2ij}}}{K_{\text{пмэ2}}}, \quad (5)$$

где $N_{\text{э2ij}}$ – количество импульсов отсчитанное ИВК со второго ЭСРМ в случае, если используют два ЭСРМ, включенных параллельно при i-м измерении в j-й точке расхода, имп.

Массу жидкости $M_{\text{рij}}$, т, измеренную СРМ, входящим в ИКМ, определяют по формуле

$$M_{\text{рij}} = \frac{N_{\text{рij}}}{K_{\text{пмр}}}, \quad (6)$$

где $N_{\text{рij}}$ – количество импульсов отсчитанное ИВК с СРМ, входящего в ИКМ, при i-м измерении в j-й точке расхода, имп.

При каждом значении расхода проводят не менее пяти измерений продолжительностью не менее двух минут каждое.

В процессе измерений регистрируют температуру и давление жидкости в трубопроводе и расход жидкости по ПУ.

Результаты измерений заносят в протокол по форме приложения Б.

6.5.4.2 Коэффициент коррекции СРМ MF_{ij} , входящего в ИКМ, при i -м измерении в j -й точке расхода вычисляют по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{эij}}{M_{pij}} \cdot MF_p, \quad (7)$$

где MF_p – коэффициент коррекции СРМ, входящего в ИКМ, занесенный в измерительный преобразователь по результатам предыдущего ОП ИКМ.

Для каждого значения расхода определяют коэффициент коррекции СРМ MF_j , входящего в ИКМ, по формуле

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j}, \quad (8)$$

где n_j – количество измерений в j -й точке расхода, $i=1, \dots, n_j$.

Для каждого значения расхода определяют среднее квадратичное отклонение $S(MF)_j$, %, по формуле

$$S(MF)_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{MF_{ij} - MF_j}{MF_j} \right)^2}{n_j - 1}} \cdot 100. \quad (9)$$

Значение среднего квадратического не должно превышать 0,05%. В случае невыполнения этого условия ОП ИКМ прекращают до выяснения и устранения причин.

6.5.4.3 Определение коэффициента СРМ.

6.5.4.3.1 Коэффициент коррекции СРМ MF вычисляют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{i=1}^3 MF_j}{3}. \quad (10)$$

6.5.4.3.2 Если в измерительный преобразователь СРМ заносят градуировочный коэффициент СРМ K'_M , г/с/мкс, то его вычисляют по формуле

$$K'_M = K_M \cdot \frac{MF}{MF_p}, \quad (11)$$

где K_M – градуировочный коэффициент СРМ, установленный до проведения поверки, г/с/мкс.

6.5.4.4 Вычисляют относительную погрешность ИКМ. Значение ОП ИКМ, используемого в качестве рабочего, не должно превышать 0,25 %. Значение ОП ИКМ, используемого в качестве контрольного, не должно превышать 0,20 %.

Систематическую составляющую погрешности СРМ $\Theta_{MF \max}$, %, входящего в ИКМ, вычисляют по формуле

$$\Theta_{MF \max} = \left| \frac{MF_i - MF}{MF} \right|_{\max} \cdot 100. \quad (12)$$

Дополнительную систематическую составляющую погрешности СРМ Θ_{pp} , %, входящего в ИКМ, от влияния давления вычисляют по формуле

$$\Theta_{pp} = 10 \cdot K_{pp} \cdot |P_{max} - P_n|, \quad (13)$$

где K_{pp} – коэффициент дополнительной составляющей погрешности СРМ от влияния давления, %/МПа;

P_{max} – граничное значение давления жидкости в условиях эксплуатации в СРМ, входящем в состав ИКМ, максимальное, или минимальное, в зависимости от того, какое из этих значений больше отличается от давления при определении ОП ИКМ, МПа;

P_n – давления жидкости в СРМ при определении ОП ИКМ, МПа.

Дополнительную систематическую составляющую погрешности СРМ Θ_{tm} , %, входящего в ИКМ, от влияния температуры вычисляют по формуле

$$\Theta_{tm} = K_{tp} \cdot |t_{max} - t_n|, \quad (14)$$

где K_{tp} – коэффициент дополнительной составляющей погрешности СРМ за счет изменения температуры, берут из описания типа на СРМ, %/°С;

t_{max} – граничное значение температуры жидкости в условиях эксплуатации в СРМ, входящем в ИКМ, максимальное, или минимальное, в зависимости от того, какое из этих значений больше отличается от температуры жидкости при определении ОП ИКМ, °С;

t_n – температура жидкости в СРМ при определении ОП ИКМ, °С.

6.5.4.4.1 Если в процессе эксплуатации СРМ вводят поправку по давлению (при наличии преобразователя давления), ОП ИКМ δ_M , %, вычисляют по формуле

$$\delta_M = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{пу})^2 + (\Theta_{MFmax})^2 + (\Theta_{tm})^2}, \quad (15)$$

где $\delta_{пу}$ – относительная погрешность ПУ, берут из свидетельства о поверке на ПУ, %.

6.5.4.4.2 Если поправку по давлению не вводят, то ОП ИКМ δ_M , %, вычисляют по формуле

$$\delta_M = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{пу})^2 + (\Theta_{MFmax})^2 + (\Theta_{tm})^2 + (\Theta_{pp})^2}. \quad (16)$$

Примечание – Значения Θ_{MFmax} , δ_M , Θ_{tm} , Θ_{pp} , K'_M вычисляют до третьего знака после запятой, MF_{ij} , MF_j , MF вычисляют до пятого знака после запятой, окончательное значение δ_M округляют до второго знака.

6.5.7 ОП ИКМ принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений массы СРМ всех ИЛ.

6.6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δ_M , %, при применении прямого метода динамических измерений в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» принимают равной максимальному значению относительной погрешности измерений СРМ, входящих в состав СИКН.

Относительная погрешность СРМ в диапазоне расходов на рабочей измерительной линии (ИЛ) не должна превышать $\pm 0,25$ %, относительная погрешность СРМ в диапазоне расходов на контрольно-резервной ИЛ не должна превышать $\pm 0,20$ %.

Значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать $\pm 0,25\%$.

6.7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_v)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_v + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (17)$$

где δM - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений объема СРМ всех измерительных линий (по свидетельствам о поверке СРМ), %;

ΔW_v - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (19), %;

$\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (19), %;

ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (19), %;

W_v - массовая доля воды в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

$W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (18)$$

где φ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3 , принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

ρ - плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м^3 .

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , %, в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (19)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости) r , % массы. Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм^3 , переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = 0,1 \cdot \frac{\Gamma_{\text{хс}}}{\rho}, \quad (20)$$

где $\Gamma_{\text{хс}}$ - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.
Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 Сведения о результатах поверки направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

7.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца СИКН оформляется свидетельство о поверке. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти.

На свидетельство о поверке СИКН наносится знак поверки.

7.4 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ № _____
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)
ООО «Благодаров-Ойл» при ДНС-1 ЦДНГ-2 ЗАО «Предприятия Кара-Алтын»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений: _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением эталонов:
_____ регистрационный № _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (п.6.1 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Проверка наличия документации СИКН (п. 6.2 МП)

Таблица А.1 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской №	Номер свидетельства о поверке

3. Подтверждение соответствия ПО СИКН (п. 6.3 МП)

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

Таблица А.3 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

4. Опробование (п. 6.4 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

5 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти
(п. 6.5 МП)

6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти
(п. 6.6 МП)

7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти
(п. 6.7 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)
ООО «Благодаров-Ойл» при ДНС-1 ЦДНГ-2 ЗАО «Предприятия Кара-Алтын»
признана _____ к дальнейшей эксплуатации
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: «_____» _____ 20__ г.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма протокола определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти с помощью рабочего эталона

ПРОТОКОЛ № _____
определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти

Место проведения определения ОП ИКМ: _____

Тип датчика СРМ, входящего в ИКМ: _____ Заводской № _____

Тип измерительного преобразователя СРМ, входящего в ИКМ: _____ Заводской № _____

$K_{\text{пмп}} =$ _____ имп/т; $K_{\text{м}} =$ _____ г/с/мкс; $MF_{\text{р}} =$ _____;

$K_{\text{тр}} =$ _____ %/°C; $t_{\text{max}} =$ _____ °C;

$K_{\text{рр}} =$ _____ %/МПа; $P_{\text{max}} =$ _____ МПа.

Тип датчика эталонного СРМ1: _____ Заводской № _____

Тип измерительного преобразователя эталонного СРМ1: _____ Заводской № _____

$K_{\text{пмэ1}} =$ _____ имп/т.

Тип датчика эталонного СРМ2: _____ Заводской № _____

Тип измерительного преобразователя эталонного СРМ2: _____ Заводской № _____

$K_{\text{пмэ2}} =$ _____ имп/т.

Условия определения ОП ИКМ: $t_{\text{п}} =$ _____ °C; $P_{\text{п}} =$ _____ МПа.

Т а б л и ц а Б.1 Результаты измерений

№ изм.	Q_{ij} , т/ч	$T_{\text{изм}}$, с	$N_{\text{э1ij}}$	$N_{\text{э2ij}}$	$N_{\text{рij}}$	$M_{\text{эij}}$, т	$M_{\text{рij}}$, т	MF_{ij}

Т а б л и ц а Б.2 – Результаты определения ОП ИКМ

№ точки расхода	Q_j , т/ч	MF_j	$S(MF)_j$, %
1			
2			
3			

Т а б л и ц а Б.3

Диапазон, т/ч	K' , г/с/мкс	$\delta_{пу}$, %	Θ_{MFmax} , %	Θ_{IM} , %	Θ_{pp} , %	δ_M , %

Заключение: _____

Подпись лица, проводившего определение ОП ИКМ _____ / _____
подпись Фамилия И.О.

Дата проведения определения ОП ИКМ « ____ » _____ 20 ____ г.

П р и м е ч а н и е - При оформлении протокола определения ОП ИКМ средствами вычислительной техники допускается вносить изменения в его форму.